

**В. Л. МИСАЙЛОВ**, канд. техн. наук, старш. научн. сотр., Харьковский университет воздушных сил;

**Ю. Н. УЛЬЯНОВ**, канд. техн. наук, старш. научн. сотр., НТУ «ХПИ»

## **ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ВЕТРА В ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ С ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ОСЬЮ ВРАЩЕНИЯ ВЕТРОКОЛЕСА**

Показана возможность увеличения количества энергии, отбираемой ветроэнергетической установкой с горизонтальной осью вращения от набегающего ветрового потока за счет учета заблаговременно получаемой информации о параметрах поля скорости ветра. Обоснованы требования к дистанционному измерителю скорости ветра для ветроэнергетической установки с горизонтальной осью вращения.

**Ключевые слова:** ветроэнергетическая установка, поле скорости ветра, турбулентность.

**Введение.** В настоящее время в ветроэнергетике наибольшее распространение получили ветроэнергетические установки (ВЭУ) с горизонтальной осью вращения (рис. 1).



Рисунок 1 – Ветрогенератор ВЭУ-20М

В таких ВЭУ часть энергии поступательного движения ветрового потока с помощью ветроколеса (ВК) превращается в механическую энергию вращающегося вала электрогенератора и далее – в электрическую энергию. Эффективность работы ВЭУ в значительной мере определяется нестационарностью поля ветра, выражающейся в его порывистости, наличии вертикальных и горизонтальных сдвигов скорости и направления ветра. Так как скорость ветра может изменяться в широких пределах, то для отбора большего количества энергии от ветрового потока и исключения аварий в условиях

шторма используются системы регулирования положения лопастей ВК «под ветер».

На рис. 2 показаны для ветрогенераторов фирмы ENERCON типа E82 и E53 зависимости развиваемой электрической мощности от скорости ветра [6].

© В.Л. Мисайлов, Ю.Н. Ульянов, 2013

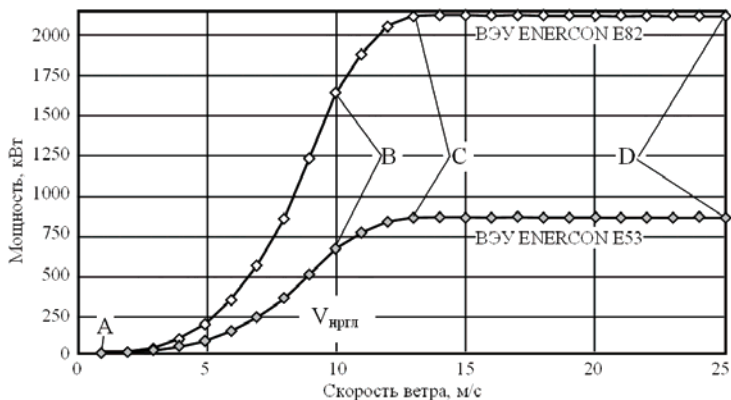


Рисунок 2 – Зависимости мощности, развиваемой ВЭУ фирмы ENERCON типов E82 и E53 от скорости ветра

Точки А соответствуют скорости ветра  $V_{in}$ , при которой ветроколесо начинает вращаться. На участках АВ для подстройки под ветер производится доворот ветроколес против ветра, а мощность ВЭУ здесь пропорциональна кубу скорости. Точки В соответствуют скорости ветра  $V_{нрл}$ , при которой начинается регулирование положения лопастей ветроколес. На участках CD система управления (СУ) ВЭУ изменяет положение лопастей ВК (их угол атаки) таким образом, чтобы обеспечить постоянство мощности на валу электрогенератора вплоть до достижения максимальной рабочей скорости ветра  $V_{out}$ , выше которой происходит аварийное отключение ВЭУ [8]. Структурная схема такой СУ ВЭУ показана на рис. 3.

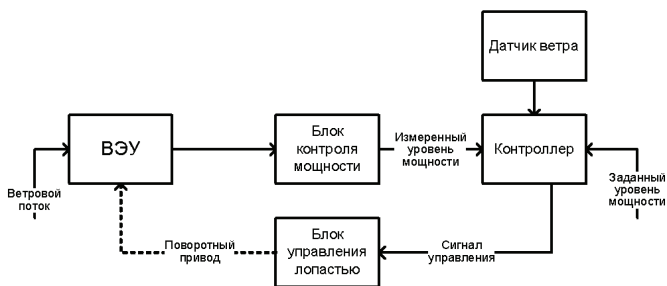


Рисунок 3 – Структурная схема системы управления ветроколесом ВЭУ

Информация о скорости ветра  $V$  от контактного датчика поступает в контроллер СУ, где с учетом заданного режима работы ВЭУ, вырабатываются сигналы на поворот лопастей ВК.

Для эффективного управления ВК необходимо знать характеристики набегающего ветрового потока (то есть получать заблаговременную инфор-

мацию о поле ветра), однако получение таких данных является довольно сложной задачей, которая до сих пор на всю глубину не решена.

**Анализ литературы.** В настоящее время информацию о скорости и направлении ветра обычно получают от метеодатчиков контактного типа, установленных на гондоле ВЭУ или на отдельно стоящей метеомачте.

В первом варианте, как правило, используются анеморумбометры, располагаемые за ветроколесом в хвостовой части гондолы ВЭУ (рис. 1). Метеодатчики регистрируют параметры ветрового потока, который уже прошел через ВК, что приводит к запаздыванию информации. К тому же, вращающееся ветроколесо нарушает структуру ветрового потока, что вносит дополнительную погрешность в результат измерения характеристик ветрового потока [7].

Во втором варианте возникает проблема пространственной и временной репрезентативности полученных данных, так как датчики ветра измеряют параметры ветрового потока в точке своего размещения, на метеомачте находящейся на некотором удалении от ВЭУ, при высоте мачты, как правило, меньшей высоты башни ветрогенератора.

В отдельных случаях, для измерения ветра используют дистанционные неконтактные средства зондирования атмосферы, такие как акустические и лазерные локаторы (сонары и лидары). Недостатком сонаров является их слабая помехозащищенность по отношению к окружающим акустическим шумам, создаваемым работающими ВЭУ. По этой причине сонар приходится относить от ВЭУ, что приводит к снижению репрезентативности получаемых данных. Недостатком лидаров является их высокая стоимость (более 100 000 €), вследствие чего эти приборы используются для обслуживания групп ВЭУ. Увеличение объема пространства, обслуживаемого лидаром, повышает требования к его техническим характеристикам (а соответственно возрастает цена) и может снижать надежность получения метеоданных (поглощение оптического излучения в тумане, осадках и т.п.).

В настоящее время для адаптации ВЭУ к вариациям поля ветра, кроме прямых метеоданных, используют модельные представления ветрового потока. Наиболее полно, в пригодном для практического применения виде, эти модели представлены в международном стандарте IEC 61400 Wind turbines Part 1: Design requirements (МЭК 61400 Установки электрические ветровые Часть 1: Требования к конструкции) [2].

Для технико-экономической оценки ветровых ресурсов в конкретной местности выделяют ветровые зоны (wind zone). Классификация ветровых зон (ВЗ) выполнена по средней годовой скорости ветра  $V_{ave}$ . Существующая классификация ВЗ показана в табл. 1 [1].

В свою очередь по экстремальным значениям скорости ветра  $V_{ref}$  и интенсивности турбулентности  $I_{15}$  их делят на классы и подклассы. Такая классификация показана в табл. 2 и 3.

Таблица 1 – Ветровые зоны

Зона	Среднегодовая скорость ветра $V_{ave}$ на высоте, м/с		Энергетический потенциал на высоте, Вт/м <sup>2</sup>	
	10 м	50 м	10 м	50 м
I	0 – 4,4	0-5,6	<100	<200
II	4,4 – 5,1	5,6-6,4	100-150	200-300
III	5,1 – 5,6	6,4 - 7,0	150-200	300-400
IV	5,6 – 6,0	7,0 - 7,5	200-250	400-500
V	6,0 – 6,4	7,5 - 8,0	250-300	500-600
VI	6,4 – 7,0	8,0 - 8,8	300-400	600-800
VII	>7,0	>8,8	>400	>800

Таблица 2 – Классы ветра

Класс	Базовая скорость ветра $V_{ref}$ , м/с
I	50
II	42,5
III	37,5

Таблица 3 – Подклассы ветра

Подкласс	Интенсивность турбулентности $I_{15}$ , %
A	16
B	14
C	12

Как видно из табл. 3 текущее значение скорости ветра может отличаться от среднего (по которому устанавливается положение лопастей ветроколеса) на величину более 12-16 %, что приводит к неправильной (неоптимальной) установке лопасти по отношению к ветру. В свою очередь, при усилении ветра это приводит к дополнительным нагрузкам на лопасти, ветроколесо в целом, вал ВЭУ и т.д. При спадении ветра неоптимальная установка лопастей ВК приводит к уменьшению мощности на валу ВК, изменению частоты вращения ВК, уменьшению мощности ВЭУ. Таким образом, изменение скорости ветра и неоптимальная подстройка под него приводит к ухудшению качества и уменьшению количества вырабатываемой электроэнергии.

**Цель статьи.** Целью статьи является анализ путей повышения коэффициента использования энергии ветра в ветроэнергетических установках с горизонтальной осью вращения ветроколеса.

**Потери мощности горизонтальных ВЭУ с регулируемым положением лопастей ветроколеса из-за турбулентности.** Оценим потери мощности ВЭУ с регулируемым положением лопастей ветроколеса за счет турбулентности.

В качестве примера возьмем ВЭУ фирмы ENERCON E82 мощностью 2 МВт. Технические характеристики этой ВЭУ приведены в табл. 4 [6].

Таблица 4 – Технические характеристики ENERCON E82 E2

Проектная мощность, кВт	2000
Ветровая зона	III
Класс ветра	II A
Диаметр ветроколеса $D_{BK}$ , м	82
Площадь обметания, м <sup>2</sup>	5281
Высота ВЭУ, м	78-138
Минимальная рабочая скорость ветра $V_{in}$ , м/с	2
Максимальная рабочая скорость ветра $V_{out}$ , м/с	28-34

Согласно данным, приведенным в таблице 4, ВЭУ ENERCON E82 E2 предназначена для работы при средней годовой скорости ветра  $V_{ave} = 8,5$  м/с и отклонении скорости ветра от расчетной за счет турбулентности до 16% [2, 9]. СУ ВЭУ позволяет вырабатывать электроэнергию при скорости ветра 2–34 м/с.

Проектная мощность достигается при скорости ветра 13 м/с (см. рис.2), а регулируемый участок начинается со скорости 10 м/с (участок BC). Увеличение скорости ветра больше 13 м/с не приводит к увеличению мощности, отбираемой ВЭУ от ветрового потока (участок CD). Так происходит в квазистатическом режиме, когда время изменения средней скорости ветра  $T_{изм}$  много больше времени реакции СУ ВЭУ  $\tau_{pCU}$ . Для современных СУ ВЭУ  $\tau_{pCU}$  находится в широком интервале от нескольких секунд до десятков минут и определяется временем цикла измерений метеодатчиков, интервалом вычисления средней скорости ветра, а также собственными частотами колебаний ВЭУ.

В реальных условиях ВК взаимодействует не со средним, а с мгновенным ветром  $v_{мен}(t)$ , значение которого может быстро меняться.

Для упрощенной оценки влияния ошибок установки угла атаки лопастей ветроколеса из-за инерционности СУ ВЭУ на количество вырабатываемой энергии представим мгновенное значение скорости ветра в виде суммы средней и турбулентной составляющих:

$$v_{мен}(t) = v_{cp}(t) + \Delta v_{турб}(t), \quad (1)$$

где  $v_{cp}(t)$  – текущее значение средней скорости ветра;  $\Delta v_{турб}(t)$  – отклонение скорости ветра от среднего значения за счет турбулентности.

Значение  $v_{cp}$  определяется крупномасштабными синоптическими процессами и зависит от времени, так как атмосфера – нестационарная среда, а осреднение выполняется за ограниченный отрезок времени  $T_{оср}$ :

$$v_{cp}(t) = \frac{1}{T_{оср}} \int_{t-T_{оср}}^t v_{мен}(t) dt. \quad (2)$$

В общем случае и  $\Delta v_{турб}$  также зависит от времени, однако сейчас эту зависимость учитывать не будем и примем гипотезу о стационарности турбулентности с нулевым средним значением [5, 8]. По своей природе  $\Delta v_{турб}$  является случайной величиной, текущее значение которой предсказать невоз-

можно и о котором можно говорить только в статистическом смысле.

ВЭУ преобразует энергию ветра в электрическую с некоторым коэффициентом преобразования  $k_{ВЭУ}(v)$ . Упрощенно предположим, что  $k_{ВЭУ}(v)$  состоит из двух сомножителей:

$$k_{ВЭУ}(v) = k_{БК}(v) \cdot k_{огр}, \quad (3)$$

где  $k_{БК}(v)$  – коэффициент преобразования энергии поступательного движения ветрового потока во вращательное движение ветроколеса. Его числовое значение определяется СУ;  $k_{огр}$  – коэффициент, ограничивающий мощность ВЭУ на максимальном уровне.

Для упрощения записи опустим зависимость величин от времени, и тогда значение мощности на валу ВЭУ можно записать как:

$$P_{вал} = v_{мш} \cdot k_{БК}(v). \quad (4)$$

Для ВЭУ ENERCON E82 E2 зависимость мощности и  $k_{БК}(v)$  от скорости ветра представлена в табл. 5 и на рис. 5 [6].

Таблица 5 – Зависимость мощности ВЭУ и  $k_{БК}(v)$  от скорости ветра для ENERCON E82 E2

Скорость ветра, м/с	Мощность, кВт	$k_{БК}(v)$ , Вт·(м/с) <sup>-1</sup>
1	0,0	0
2	3,0	1,5
3	25,0	8,3
4	82,0	20,5
5	174,0	34,8
6	321,0	53,5
7	532,0	76,0
8	815,0	101,9
9	1180,0	131,1
10	1580,0	158,0
11	1810,0	164,5
12	1980,0	165,0
13	2050,0	157,7
14	2050,0	146,4
15	2050,0	136,7
16	2050,0	128,1
17	2050,0	120,6
18	2050,0	113,9
19	2050,0	107,9
20	2050,0	102,5
21	2050,0	97,6
22	2050,0	93,2
23	2050,0	89,1
24	2050,0	85,4
25	2050,0	82,0

Как видно из рис. 4 функция  $k_{BK}(v)$  существенно нелинейная.

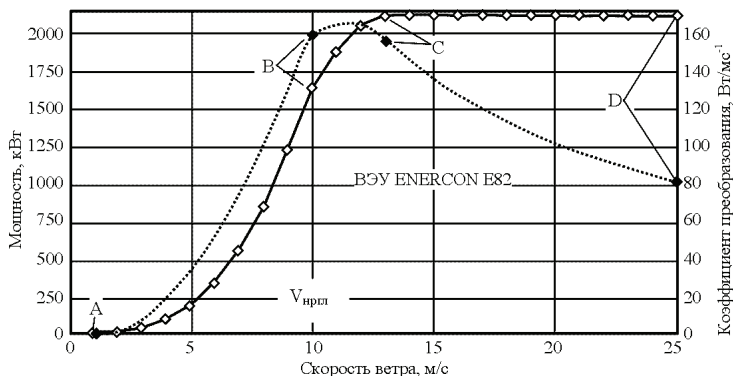


Рисунок 4 – Зависимость выходной мощности и коэффициента преобразования  $k_{BK}(v)$  от скорости ветра ВЭУ ENERCON E82 E2

Для моделирования влияния ошибок установки угла атаки лопастей ветроколеса из-за инерционности СУ ВЭУ на количество вырабатываемой энергии представим ветер в виде периодического процесса с амплитудой  $V$  и периодом  $T_{изм}$ :

$$v_{мгн} = v_{cp} + \Delta v_{турб} \sin(\omega_1 t), \quad (5)$$

где  $\omega_1 = 2\pi/T_{изм}$  – собственная частота колебаний скорости ветра.

Рассмотрим следующих два возможных случая работы СУ ВЭУ:

1) когда время осреднения результатов измерения ветра много меньше времени изменения ветра ( $T_{оср} \ll T_{изм}$ ). В этом случае можно считать, что СУ выставляет положение лопастей так, что  $k_{BK} = k_{BK}(v_{мгн})$ ;

2) когда время осреднения результатов измерения ветра много больше времени изменения ветра ( $T_{оср} \gg T_{изм}$ ). В этом случае можно считать, что СУ выставляет положение лопастей так, что  $k_{BK} = k_{BK}(v_{cp})$ .

В первом случае мощность на валу ВК можно записать как:

$$P_{вал1} = v_{мгн} k_{BK}(v_{мгн}), \quad (6)$$

а во втором случае:

$$P_{вал2} = v_{мгн} k_{BK}(v_{cp}). \quad (7)$$

Так как  $k_{BK}(v)$  нелинейная функция, то анализ выражений (6) и (7) выполним ниже с помощью моделирования.

ВЭУ является нестабильным источником электрической энергии, поэтому потребителя интересует не только расчетная мощность ветрогенератора, но и количество произведенной им энергии за время  $T_{ген}$ .

Для оценки количества вырабатываемой энергии при наличии в ветровом потоке турбулентности рассмотрим варианты работы ВЭУ при больших скоростях ветра и управляемом положении лопастей ВК, то есть на участке CD рабочей характеристики ВЭУ (см. рис. 4).

Среднегодовое количество времени работы ВЭУ в таком режиме  $T_{CD}$  можно найти как:

$$T_{CD} = 365 \cdot 24 \cdot [P(V_D) - P(V_C)], \text{ ч/год}, \quad (8)$$

где  $V_D$  и  $V_C$  – скорости ветра соответственно в точках С и D рабочей характеристики ВЭУ;  $P(V)$  – вероятностная функция распределения, используемая для описания распределения скоростей ветра за продолжительный период времени.

Часто  $P(V)$  задается в виде [2]:

$$P(V) = 1 - \exp \left[ -\pi \left( \frac{V}{2V_{ave}} \right)^2 \right]. \quad (9)$$

Подставляя в (9) и (8) значения  $V_D = 25$  м/с и  $V_C = 13$  м/с, получаем  $T_{CD} = 1385$  часов в год.

Теперь оценим влияние турбулентности. На рис. 5-6 показаны результаты моделирования выражений (1), (6) и (7) при  $v_{cp} = 20$  м/с;  $V_{турб} = 2$  м/с;  $T_{изм} = 1$  с;  $T_{оср} = 4$  с.

На рис. 5 показаны постоянный средний ветер (линия 1) и переменное значение мгновенного ветра (кривая 2).

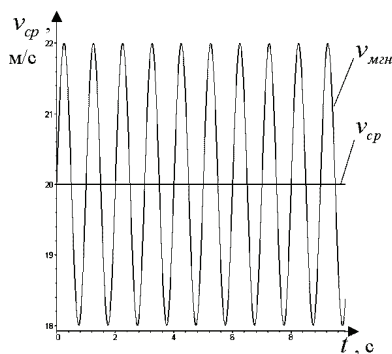


Рисунок 5 – Модельные мгновенная и средняя скорости ветра

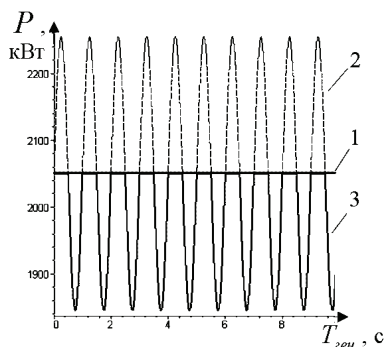


Рисунок 6 – Результаты моделирования работы СУ ВЭУ: 1 –  $P_{вал1}$ ; 2 –  $P_{вал2}$ ; 3 –  $P_{вал1} \cdot k_{оср}$

На рис. 6 линия 1 соответствует работе безинерционной СУ, которая обеспечивает постоянство мощности на валу ВК вне зависимости от изменения скорости ветра. Кривая 2 рис. 6 показывает колебания мощности на валу ВЭУ когда СУ обладает большой инерционностью и ВК не успевает под-



строиться под ветер. Наблюдаются спады и подъемы мощности в соответствии с уменьшением и увеличением скорости ветра. Для защиты от перегрузок в ВЭУ используются системы, ограничивающие максимальную вырабатываемую мощность. Это могут быть как механические, так и электронные устройства, время срабатывания которых измеряется десятками долями секунды [5, 7]. Кривая 3 рис. 6 показывает мощность ВЭУ с учетом ограничения ее максимального значения. Таким образом, мы получаем, что при наличии турбулентности, если СУ ВЭУ не успевает подстроиться под изменчивый ветер, то это приводит к уменьшению количества вырабатываемой энергии. Для оценки этих потерь необходимо знать амплитуду и частоту отклонений скорости ветра из-за  $\Delta v_{турб}$  от среднего значения.

Так как величина  $\Delta v_{турб}$  по своей природе случайная, то для оценки разброса ее значений относительно нулевого среднего используют значение среднеквадратического отклонения  $\sigma_1$ :

$$\sigma_1^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n \left( v_{мгн}(t_i) - \hat{v}_{cp} \right)^2, \quad (10)$$

где  $n$  – количество измерений;  $v_{мгн}(t_i)$  – значение мгновенной скорости ветра, измеренное в момент времени  $t_i$ ;  $\hat{v}_{cp} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_{мгн}(t_i)$  – оценка средней скорости ветра, выполненная за время  $T_{оср}$ .

При равномерном во времени интервале выполнения измерений  $\Delta t$   $T_{оср} = n \cdot \Delta t$ .

Величина  $\sigma_1$  дает представление о скорости некоторого эквивалентного постоянного ветра, обладающего такой же энергией, как и турбулентный.

С учетом вышесказанного выражение (5) можно записать как:

$$v_{мгн} = v_{cp} \pm \sigma_1, \quad (11)$$

откуда (7) преобразуется к виду:

$$P_{вал2}^\sigma = v_{cp} k_{БК} (v_{cp}) \pm \sigma_1 k_{БК} (v_{cp}). \quad (12)$$

В выражении (12) второе слагаемое, взятое со знаком плюс, описывает дополнительные нагрузки на ВК, а взятое со знаком минус – потери.

На рис. 7 показаны результаты моделирования относительных потерь мощности из-за турбулентности для ВЭУ ENERCON E82 E2 на участке CD ее рабочей характеристики (см. рис. 4).

Как видно из рисунка, из-за неправильной подстройки под ветер потери мощности ВЭУ могут составлять порядка 16 % (330 кВт). С учетом ранее полученного значения  $T_{CD}$ , потери энергии  $E_{нмп}$  составят:

$$E_{нмп} = 330 \text{ кВт} \times 1385 \text{ ч/год} = 457050 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}. \quad (13)$$

При цене 1 кВт·ч электроэнергии по «зеленому тарифу» 122,77 коп. [4], это эквивалентно 561 тыс. грн.

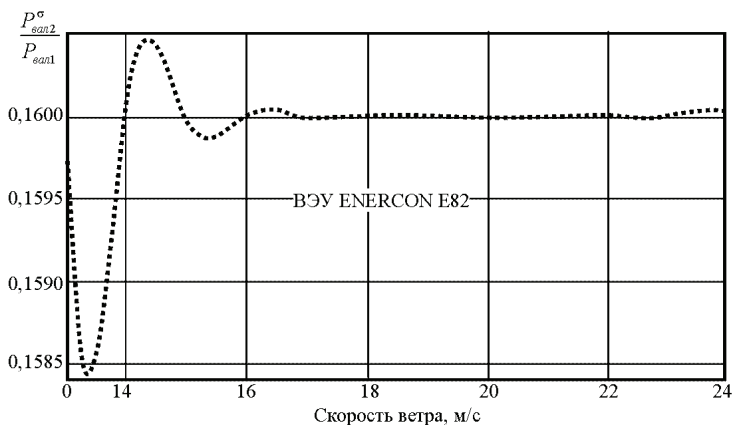


Рисунок 7 – Результаты моделирования относительных потерь мощности из-за турбулентности для ВЭУ ENERCON E82 E2 при  $\sigma_1 = 0,16$

**Потенциальные возможности подстройки под ветер.** Для повышения точности оценки  $\hat{v}_{cp}$  и  $\sigma_1$  в условиях реальной атмосферы необходимо минимизировать  $\Delta t$  и увеличивать  $n$ , что на практике достаточно сложно, поэтому зачастую  $\sigma_1$  задают в виде [2, 5]:

$$\sigma_1^2 = \int_0^{\infty} S_1(f) df, \quad (14)$$

где  $S_1(f)$  – односторонний спектр (спектральная плотность мощности) горизонтальной составляющей скорости ветра;  $f$  – частота.

Форма  $S_1(f)$  дает представление о распределении мощности турбулентных колебательных движений по их частотам. Интуитивно понятно, что мелкомасштабная турбулентность с высокими колебательными частотами не оказывает существенного воздействия на ВК и приводит лишь к беспорядочной вибрации лопастей. Геометрические размеры лопасти ветроколеса представляются естественным ограничителем, не позволяющим ВЭУ полностью утилизировать энергию турбулентного движения воздуха. Следовательно, зная спектр горизонтальной составляющей скорости ветра и размеры лопасти ВК можно определить какую часть мощности турбулентного движения ветра ВК еще сможет отобрать и минимальное значение  $\tau_{pcy}$ .

Спектральная плотность мощности для близкой к реальной модели турбулентности (модель Каймала) задается в безразмерном виде [2, 5]:

$$\frac{f S_1(f)}{\sigma_1^2} = \frac{4 f L_1 / V_{hub}}{(1 + 6 f L_1 / V_{hub})^{\frac{5}{3}}}, \quad (15)$$

где  $L_1 = 8,1 \cdot \Lambda_1$  – интегральный масштабный параметр горизонтальной со-

ставляющей вектора скорости;  $\Lambda_1 = \begin{cases} 0,7 \cdot Z_{hub} & \text{при } Z_{hub} \leq 60 \text{ м} \\ 42 & \text{при } Z_{hub} > 60 \text{ м} \end{cases}$  – продоль-

ный масштабный параметр турбулентности воздушного потока;  $Z_{hub}$  – высота оси ветроколеса над поверхностью земли;  $V_{hub}$  – скорость набегающего воздушного потока на высоте оси ветроколеса.

Введем нормированный спектр  $S_N(f)$  в виде:

$$S_N(f) = \frac{S_1(f)}{\int_0^\infty S_1(f) df} = \frac{S_1(f)}{\sigma_1^2} = \frac{4L_1/V_{hub}}{(1 + 6fL_1/V_{hub})^{\frac{5}{3}}} . \quad (16)$$

На рис. 8 показаны нормированные спектры турбулентности при различных значениях  $V_{hub}$ .

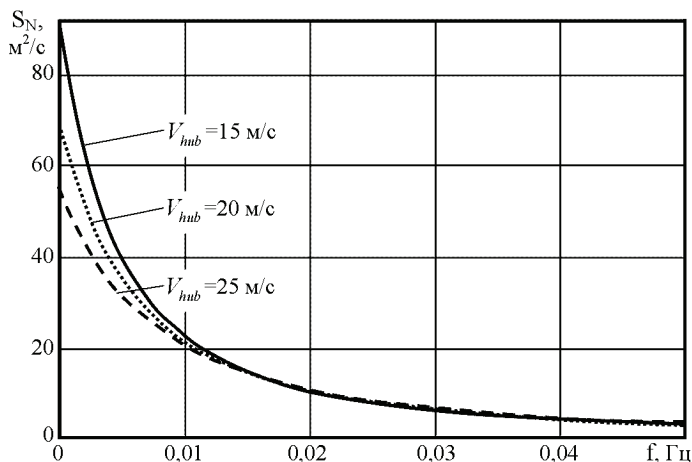


Рисунок 8 – Нормированные спектры турбулентности при различных значениях  $V_{hub}$

Часть мощности ветра  $\Delta P_{турб}$ , заключенной в турбулентности с частотами от минимальной  $f_{min}$  до максимальной  $f_{max}$ , можно найти как:

$$\Delta P_{турб} = \int_{f_{min}}^{f_{max}} S_N(f) df . \quad (17)$$

При подстройке ВЭУ под ветер по значению среднего ветра получаем, что от турбулентности можно отобрать лишь часть мощности  $\Delta P_{турб}^{cp}$ , равную:

$$\Delta P_{турб}^{ocp} = \int_0^{1/T_{ocp}} S_N(f) df . \quad (18)$$

На рис. 9 показана зависимость  $\Delta P_{турб}^{cp}$  от времени осреднения для различных  $V_{hub}$ .

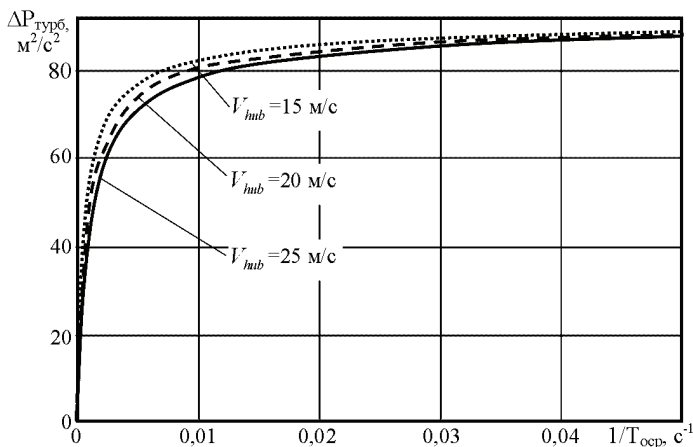


Рисунок 9 – Зависимость  $\Delta P_{турб}^{cp}$  от времени осреднения для различных  $V_{hub}$

Как видно из рисунка, подстройка ВЭУ под ветер по его среднему значению при интервале усреднения измерений порядка 10-15 минут от турбулентности можно отобрать лишь 10-12 % ее мощности. При сокращении же  $T_{оср}$  до 1 с от турбулентности можно отобрать порядка 95 % ее мощности, а при  $T_{оср} = 0,1$  с – 99 %.

При средней скорости ветра 13-25 м/с и времени осреднения  $T_{оср} = 0,1$  с путь  $L_{воп}$ , проходимый единичным объемом воздуха составляет 1,3-2,5 м, что сравнимо с шириной (хордой) лопасти ВК ВЭУ ENERCON E82. Таким образом, потенциально даже крупные современные ВЭУ способны почти полностью утилизировать энергию, заключенную в турбулентном движении воздуха. Но здесь есть некоторые ограничения. Мощность на валу ВК есть результирующая ветрового воздействия не только поперек, но и вдоль всей лопасти. Функция корреляции продольной составляющей скорости ветра по пространству  $Coh(r, f)$  может быть задана как [2]:

$$Coh(r, f) = \exp \left[ -8,8 \sqrt{\left( \frac{f \cdot r}{V_{hub}} \right)^2 + \left( \frac{0,12r}{L_{Coh}} \right)^2} \right], \quad (19)$$

где  $r$  – величина проекции вектора разделения между двумя точками на плоскость, перпендикулярную направлению вектора средней скорости ветра;  $L_{Coh} = 8,1\Lambda_1$  – масштабный параметр когерентности.

На рис. 10 приведены графики, показывающие уровень корреляции скорости продольной составляющей ветра от расстояния при различных  $f = 1/T_{оср}$ .

Как видно из рисунка высокочастотные составляющие турбулентности имеют низкую корреляцию по пространству. Это является причиной того,

что для получения репрезентативных данных результаты измерений, выполненных современными малоинерционными точечными датчиками типа чашечных, пропеллерных или ультразвуковых анемометров, приходится осреднять за длительное время.

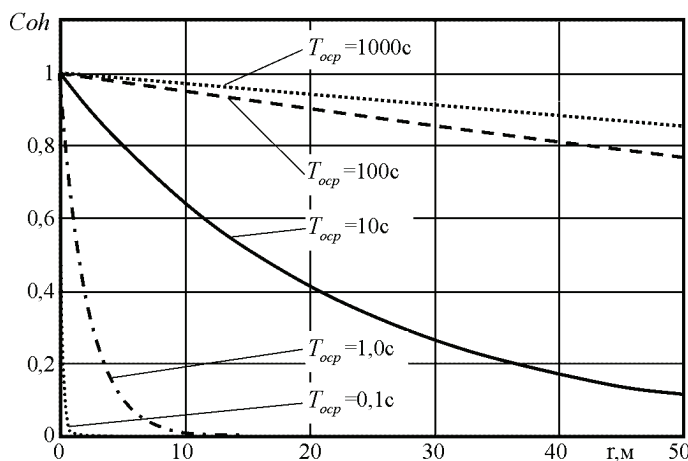


Рисунок 10 – Зависимость уровня корреляции скорости продольной составляющей ветра от расстояния при различных  $f = 1/T_{оср}$

Таким образом, мы получаем следующее противоречие - даже крупные современные ВЭУ потенциально могут практически полностью утилизировать энергию турбулентности, но для этого нужны данные о скорости ветра, полученные за короткий промежуток времени, однако такие данные, полученные точечными измерителями, обладают малой репрезентативностью по пространству и для применения на практике их приходится осреднять за длительное время.

Для устранения этого противоречия необходимо средство измерения, которое бы:

- выполняло измерения скорости ветра за короткое время;
  - в процессе измерения выполняло осреднение данных по пространству.
- Предъявленным требованиям отвечает измеритель, предложенный в [3].

**Выводы.** Естественная турбулентность, всегда присутствующая в ветровом потоке приводит к потерям энергии, отбираемой ветроэнергетическими установками (ВЭУ) от ветра, по сравнению с расчетными данными.

Величина таких потерь может достигать 16%, что для ВЭУ мощностью 2000 кВт составляет порядка 500 тыс. грн. в год.

По своим конструктивным параметрам современные ВЭУ потенциально способны утилизировать энергию турбулентности практически полностью. Препятствием для этого является отсутствие информации о скорости ветра,

воздействующего на лопасть ветроколеса в каждый момент времени.

Данные, полученные с помощью точечных измерителей, не позволяют определить текущую скорость ветра, воздействующую на лопасть в целом.

Современные лазерные или радиолокационные системы дистанционно-го измерения скорости ветра имеют очень высокую стоимость (от €100 тис.), а акустические локаторы – низкую помехозащищенность, что делает их малопригодными для нужд ветроэнергетики.

Системы горизонтального радиоакустического зондирования наибольшей мере отвечают требованиям, предъявляемым к средствам измерения для обеспечения ВЭУ информацией о ветре.

**Список литературы:** 1. Классы ветров [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://www.src-vertical.com/wind\\_geography/wind\\_class/](http://www.src-vertical.com/wind_geography/wind_class/). 2. Национальный стандарт РФ. Установки электрические ветровые. МЭК-61400-1 проект (1,2 Мбайт). Рецензируется ГРЦ-Вертикаль [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.src-vertical.com/files/misc/national.pdf>. 3. Ульянов Ю.Н. Горизонтальное радиоакустическое зондирование для измерения скорости ветра для ветроэнергетических установок / Ю.Н. Ульянов, В.Л. Мисайлов, Г.Ю. Мартыненко // Збірник наукових праць. Системи обробки інформації. – Х.: Харківський університет Повітряних Сил, 2011. – Вип. 2 (92). – С.168-172. 4. НКРЕ, Постанова від 28.12.2011 № 222 (із змінами) Про встановлення величин «зелених» тарифів на електричну енергію на січень 2012 року [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.nerc.gov.ua/control/uk/publish/article?showHidden=1&art\\_id=123806&cat\\_id=34446](http://www.nerc.gov.ua/control/uk/publish/article?showHidden=1&art_id=123806&cat_id=34446). 5. Burton T. Wind Energy Handbook [Текст] / T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, E. Bossanyi. – Chichester: John Wiley & Sons, 2001. – 642 p. 6. ENERCON Wind energy converters. Product overview [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://www.enercon.de/p/downloads/EN\\_Productoverview\\_0710.pdf](http://www.enercon.de/p/downloads/EN_Productoverview_0710.pdf). 7. Erih Hau Wind Turbines. Fundamentals, Technologies, Application, Economics 2nd edition [Текст] / Erih Hau. – Berlin: Springer, 2006. – 791 p. 8. Fernando D. Bianchi Wind turbine control systems: principles, modelling and gain scheduling design. [Текст] / Fernando D. Bianchi, Hernán De Battista, Ricardo J. Mantz. – London: Springer-Verlag London Limited, 2007. – 218 p. 9. Wind turbine classes [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.vestas.com/en/wind-power-plants/wind-project-planning/siting/wind-classes.aspx#vestas-univers>.

Надійшла до редакції 30.08.2013

УДК 620.9; 621.548

**Возможности повышения коэффициента использования энергии ветра в ветроэнергетических установках с горизонтальной осью вращения ветроколеса / В. Л. Мисайлов, Ю. Н. Ульянов // Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Динаміка і міцність машин. – Х.: НТУ «ХПІ», 2013. – № 58 (1031). – С. 136-149. – Бібліогр.: 9 назв.**

Показана можливість збільшення кількості енергії, відбраної вітроенергетичною установкою з горизонтальною віссю обертання від набігаючого вітрового потоку за рахунок врахування завчасно отримуваної інформації про параметри поля швидкості вітру. Обґрунтовані вимоги до дистанційного вимірника швидкості вітру для вітроенергетичної установки з горизонтальною віссю обертання.

**Ключові слова:** вітроенергетична установка, поле швидкості вітру, турбулентність.

Possibility of energy amount increase is shown, that is taken away by horizontal windturbine against a sudden appearing wind stream at the expense of the account of the information got in advance about the parameters of the wind speed field. The requirements to the remote control wind speed field measuring device for the horizontal windturbine are grounded in the article.

**Keywords:** windturbine, wind speed field, turbulence.